

(19) RU (11) 2136566 (13) C1

(51) 6 B65G5/00

(12) Description of Patent of the Russian Federation

(14) Date of Publication: 1999.09.10

(21) Application Number: 98115248/03

(22) Filing Date: 1998.08.07

(24) Date of Patent: 1998.08.07

(45) Published: 1999.09.10

(56) Invention Equivalents: Soldatkin G.I. et al. Underground Storage in Water-Bearing Formations. TNTO. Foreign Experience. – M.: VNII Egazprom, 1968, pp. 33-37. SU 1041438 A, 15.09.83. SU 1427757 A1, 10.11.95. SU 1474031 A1, 07.10.89. RU 95100363 A1, 10.11.96. RU 2102301 C1, 10.11.96. US 4149598 A, 17.04.79. US 4701072 A, 20.10.87. FR 2168942 A, 07.09.73.

Shirkovsky A.I. Development and Exploitation of Gas and Gas-Condensate Deposits (Underground Storage in Porous and Permeable Reservoirs). –M.: Nedra, 1979, pp. 255-289.

(71) Applicant: Enterprise "Kubangazprom"

(72) Inventor: Makarenko P.P.; Basarygin Yu.M.; Buzinov S.N.; Streltsov V.M.; Chernenko A.M.; Budnikov V.F.; Shipitsa V.F.; Avetisov A.G.

(73) Patentee: Enterprise "Kubangazprom"

(98) Address for Service: Scientific and Technical Center of "Kubangazprom" Enterprise, 34, Mir St., 35063 Krasnodar.

(54) METHOD OF CONSTRUCTING AND OPERATING UNDERGROUND GAS STORAGE IN MULTILAYER NON-UNIFORM LOW-PERMEABILITY SLIGHTLY CEMENTED TERRIGENOUS RESERVOIRS WITH UNDERLYING WATER TABLE

Use: The invention relates to the gas industry and is provided for construction and operation of underground gas storages. The storage construction costs are reduced.

Essence of the Invention: The method comprises drilling injection and production wells, equipping them with production strings, injecting gas into and extracting it from the production formation. Injection and production wells are drilled with a wellbore horizontal termination and are arranged in clusters with a vertical well. Initially, the production formation and partially an underlying water table are stricken with a vertical well. The formation local characteristics are determined. The data obtained are used to update the profile and design of the injection and production well with a wellbore horizontal termination. Then, 3-8 injection and production wells with the wellbore horizontal termination are drilled. The wellbore horizontal terminations are arranged radially from the cluster center and cased with filters, length of each wellbore horizontal termination being 250 m and over. The point of entry of each wellbore horizontal termination into the production formation top is arranged at a distance of not less than 100 m from a wellbore of the vertical well. It is used as an injection well, 1 dep. claim, 2 illustrations, 3 Tables.

DESCRIPTION OF THE INVENTION

The invention relates to the gas industry and is provided for construction and operation of underground gas storages.

The prevailing bodies used for construction of underground gas storages are depleted deposits (gas and gas condensate) which in the majority of cases are associated with indraught of bottom and under water in the process of development or with closely located water-bearing formations and which also change the stress condition of a reservoir matrix resulting in its reduced strength properties.

Said changes in the deposit condition upon development completion limit the differential pressure in the well-formation system when injecting and extracting gas, and hence require drilling a large number of wells to maintain peak regimes in the process of underground gas storage operation.

One of the main indicators for constructing an underground gas storage is a high reservoir permeability. For example, permeability of formations of known gas storages is as follows: Severo-Stavropolskoe – 1,000 mD, Peschano-Ushetskoe – 1,300 mD and Kasimovskoe – 600-2,800 mD.

The world practice lacks experience of constructing large gas storages with an active capacity of over 5.0 billion m³ in terrigenous reservoirs with a low permeability (15-30 mD, but not more than 80 mD) and a small effective thickness from 4 to 25 m, but not more than 40 m. To efficiently operate the above deposits, the required number of wells needs to be drastically increased.

The method is known that provides construction of a gas storage in a water-bearing formation of a heterogeneous lithologic structure comprising gas injection into the formation and gas extraction from it for users, with more permeable interlayers being selected in the water-bearing formation, while the gas is successively injected into the selected interlayers starting from the upper interlayer, with the gas being injected into each interlayer until the gas reaches the boundary of a trap [1].

Disadvantages of the known method are high construction costs of the underground gas storage and low efficiency of its operation because of a large number of vertical wells, their low injection capacity and yields due to constraints on allowable pressure differentials in the well-formation system conditioned by the reservoir collapse during gas extraction and injection.

The method being most similar to the claimed method in terms of technical essence and results obtained is the method of construction and operation of multilayer underground gas storages comprising selection of multiple formation bodies in a geological section to store gas, drilling injection and production/monitoring and regulating wells, equipping injection and production wells with casing and production strings, injecting gas into the selected formations and extracting the stored gas from them, with the production strings being perforated in each injection and production well in the interval of all selected formations, the gas to be stored being injected and extracted simultaneously in all formations through the production string of injection and production wells, monitoring and regulating wells being drilled for each formation and the gas being additionally injected into and extracted from the monitoring and regulating well to regulate gas injection and extraction volume with respect to each formation [2].

Disadvantages of the known method are associated with high costs of construction and operation of the underground gas storage due to a large number of vertical wells, their low injection capacity and yields, wells flooding under forced operation conditions, specifically during peak operation periods.

The object of the present invention is to reduce construction costs of the underground gas storage, increase its performance by reducing the number of wells, preventing flooding and wells collapse and providing the required gas extraction from the underground gas storage in peak operation periods.

The essence of the present invention is that in the known method of constructing and operating an underground gas storage in multilayer non-uniform low-permeability slightly cemented terrigenous reservoirs with an underlying water table comprising drilling injection and production wells, equipping them with production strings, injecting the gas into and extracting it from the production formation, in accordance with the present invention injection and production wells are drilled with a wellbore horizontal termination and are arranged in clusters with a vertical well, with the production formation and partially an underlying water table being initially stricken with a vertical well, local characteristics of the production formation are determined: occurrence depth of the production formation and underlying water table, thickness of an interlayer between them, permeability and porosity of each production interlayer, the data obtained are used to update the profile and design of the injection and production well with a wellbore horizontal termination, then, 3-8 injection and production wells with the wellbore horizontal termination are drilled, with the wellbore horizontal terminations being arranged radially from the cluster center and being cased with filters, length of each wellbore horizontal termination being 250 m and over, and the point of entry of each wellbore horizontal termination into the production formation top being arranged at a distance of not less than 100 m from a wellbore of the vertical well, with the vertical well being used as an injection well.

In addition, each of wellbore horizontal terminations intersects all production interlayers.

Fig. 1 illustrates a formation section with a vertical well and one of the injection and production wells with a wellbore horizontal termination.

Fig. 2 illustrates a diagram of wells arrangement in a cluster.

The method is embodied as follows:

Reference is made to Fig. 1 in which: 1 – production formation; I^a, I, II, III – production interlayers; IV – clay interbeds; 2 – water table; 3 – shale break between production formation 1 and underlying water table 2; 4 – vertical well; 5 – production string; 6 – mortar; 7- perforations; 8 – injection and production well; 9 – entry of wellbore horizontal termination into top of production formation 1; 10 – filters.

A production formation 1 comprises low-thickness alternating sandy-clayey interbeds: I^a, I, II, III with wedged-up clay interbeds – IV. The reservoir permeability is 30-40 mD. The total thickness of the production formation varies from 10 to 40 m and the weighted average gas saturated thickness is not more than 20 m.

An underlying water table 2 is located beneath the production formation 1. A shale break (cap) 3 is located between the production formation 1 and underlying water table 2.

A vertical well 4 strikes the production formation 1, shale break 3 and partially water table 2. Then geophysical survey is conducted to determine as follows: position of the top and bottom of the production formation and its interbeds, their thickness and depth of occurrence, formation filtration parameters, lithologic characteristics, clayeness of the section, depth of occurrence and thickness of the shale break 3 separating the production formation 1 from the water table 2.

A production string 5 is lowered into a well 4 and is cemented, then the string 5 is perforated in a zone of the production formation 1.

The geological survey data are used to update the profile and design of the injection and production well with a wellbore 8 horizontal termination. Then, injection and production wells 8 are drilled with the wellbore horizontal termination length of 250 m and more and are arranged radially from the cluster center. The point of entry 9 of each wellbore horizontal termination into the top of production formation is arranged at a distance of not less than 100 m from a wellbore of the vertical well.

Production strings 5 are lowered into the injection and production wells 8, perforated pipes (filters) 10 are lowered into the wellbore horizontal terminations 8 and the production string 5 is cemented over the production formation.

The gas is injected into the production formation 1 through a vertical well 4 and injection and production wells 8, while the gas is extracted only through injection and production wells 8.

In the provided well cluster arrangement illustrated in Fig. 2,

where A and A' - vertical well and its drainage region, respectively;

B and B' – injection and production well with wellbore horizontal termination and its drainage region;

B – cluster with seven wells;

a negative influence of a cone of depression is reduced to zero.

Example. The provided method of constructing and operating an underground gas storage in multilayer non-uniform low-permeability slightly cemented terrigenous reservoirs with an underlying water table serves as the basis for constructing and operating one of the underground gas storages in the depleted gas condensate deposit of Albian stage of Lower Cretaceous deposits formed of clays, sandstones and aleurolites.

Main geologic production data on the deposit are provided in Table 1 (Table 1-3 see at the end of description).

In the process of designing the underground gas storage, it is planned to drill 241 injection and production vertical wells to reach the design indicator of the storage capacity.

Using the cluster wells with a wellbore horizontal termination, however, allowed only 140 wells to be designed for the same capacity, out of them, 71 horizontal and 69 vertical wells.

Table 2 provides characteristics of vertical and horizontal wells and also actual yield measurement.

As it follows from data provided in Table 2, increasing the length of a wellbore horizontal section over 250 m increases the well yield more than 6-fold compared to that of the vertical well.

Table 3 provides the data on yields of average vertical and horizontal wells.

In May 1997, 80 wells of the underground gas storage, including 31 wells with a wellbore horizontal termination measuring 250 m and over in length, provided a peak injection with a current yield of 9.8 mcm of gas compared to 4.9 and 4.4 mcm of gas in April and September, respectively.

In the 1997-1998 winter season characterized by extremely unfavorable climatic conditions and substantial shortfall in delivery of gas from the Unified Gas Supply System, the underground gas storage constructed using both vertical wells and wells with a wellbore horizontal termination demonstrated its importance and significance. In this case, even with design incomplete buffer gas volume the underground gas storage operated with the design productivity, thereby allowing for continuously supplying gas to a large region of Russia during that period.

The claimed method compared to the prototype method reduces construction costs of an underground gas storage, increases its performance by reducing the number of wells, preventing flooding and well collapse, extracting the required volume of gas in peak operation periods, increases the gas storage volume and gas injection/extraction rates by putting into operation the formations which were considered unsuitable because of low reservoir properties when stricken by vertical wells and also reduces the size of wells/gas-flow lines/access roads land and mitigate environmental impact.

References cited:

1. N 1041438 A, B 65 C 5/00, 1983
2. Soldatkin G.I. et al. Underground Storage in Water-Bearing Formations. TNTO. Foreign Experience. – M.: VNIIegazprom, 1968, pp. 33-37.

Claims

1. The method of constructing and operating an underground gas storage in multilayer non-uniform low-permeability slightly cemented terrigenous reservoirs with an underlying water table comprising drilling injection and production wells, equipping them with production strings, injecting the gas into and extracting it from the production formation characterized in that injection and production wells are drilled with a wellbore horizontal termination and are arranged in clusters with a vertical well, with the production formation and partially an underlying water table being initially stricken with a vertical well, local characteristics of the production formation are determined: occurrence depth of the production formation and underlying water table, thickness of an interlayer between them, permeability and porosity of each production interlayer, the data obtained are used to update the profile and design of the injection and production well with a wellbore horizontal termination, then, 3-8 injection and production wells with the wellbore horizontal termination are drilled, with the wellbore horizontal terminations being arranged radially from the cluster center and being cased with filters, length of each wellbore horizontal termination being 250 m and over, and the point of entry of each wellbore horizontal termination into the production formation top being arranged at a distance of not less than 100 m from a wellbore of the vertical well, with the vertical well being used as an injection well.
2. The method of Claim 1 characterized in that each wellbore horizontal terminations intersects all production interlayers.

DRAWINGS

Figure 1, Figure 2, Figure 3, Figure 4

METHOD OF BUILDING AND OPERATION OF UNDERGROUND GAS STORAGE SANDWICH-TYPE NONUNIFORM LOW PENETRATION SLIGHTLY CEMENTED TERRIGENOUS RESERVOIRS WITH UNDERLAYING WATER-BEARING STRATA

Publication number: RU2136566

Publication date: 1999-09-10

Inventor: MAKARENKO P P; BASARYGIN JU M; BUZINOV S N;
STREL TSOV V M; CHERNENKO A M; BUDNIKOV V F;
SHIPITSA V F; AVETISOV A G

Applicant: PREDPRIJATIE KUBAN GAZPROM

Classification:

- **International:** B65G5/00; B65G5/00; (IPC1-7): B65G5/00

- **European:**

Application number: RU19980115248 19980807

Priority number(s): RU19980115248 19980807

[Report a data error](#)

Abstract of RU2136566

FIELD: gas industry. **SUBSTANCE:** method comes to drilling injection-development wells equipped with flow tubings, injection into pay-out bed of gas and extraction of gas. Injection-development wells are drilled with horizontal termination of bore hole and are arranged in clusters with vertical well. First pay-out bed and partially underlaying water bearing stratum are drilled in and local characteristics of bed are determined. Basing on obtained data, well profile and program of injection-development well with horizontal termination of bore hole are defined more accurately. Then 3-8 injection-development wells with horizontal termination of bore hole are drilled. Horizontal termination of bore holes are arranged along radii from center of cluster and are lined with filters length of each horizontal termination of bore hole being 250 m and more. Point of entry of each horizontal termination of bore hole into top of pay-out bed is arranged at a distance not less than 100 m from vertical well bore hole which is used as injection well. **EFFECT:** reduced building costs. 2 cl, 3 tbl, 2 dwg

Data supplied from the esp@cenet database - Worldwide



(19) RU (11) 2 136 566 (13) С1
(51) МПК⁶ В 65 G 5/00

РОССИЙСКОЕ АГЕНТСТВО
ПО ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(21), (22) Заявка: 98115248/03, 07.08.1998

(24) Дата начала действия патента: 07.08.1998

(46) Дата публикации: 10.09.1999

(56) Ссылки: Солдаткин Г.И. и др. Подземное хранение газа в водоносных пластах. ТНТО. Зарубежный опыт. - М.: ВНИИЭгазпром, 1968, с. 33 - 37. SU 1041438 A, 15.09.83. SU 1427757 A1, 10.11.95. SU 1474031 A1, 07.10.89. RU 95100363 A1, 10.11.96. RU 2102301 С1, 10.11.96. US 4149598 A, 17.04.79. US 4701072 A, 20.10.87. FR 2168942 A, 07.09.73. Ширковский А.И. разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений (подземное хранение газа в пористых и проницаемых коллекторах). - М.: Недра, 1979, с. 255 - 289.

(98) Адрес для переписки:
350063, Краснодар, ул. Мира 34,
Научно-технический центр предприятия
"Кубаньгазпром"

(71) Заявитель:
Предприятие "Кубаньгазпром"

(72) Изобретатель: Макаренко П.П.,
Басарыгин Ю.М., Бузинов С.Н., Стрельцов
В.М., Черненко А.М., Будников В.Ф., Шипица
В.Ф., Автисов А.Г.

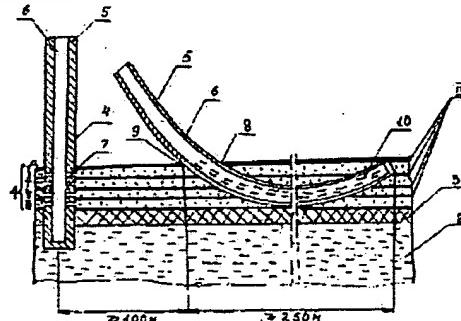
(73) Патентообладатель:
Предприятие "Кубаньгазпром"

(54) СПОСОБ СОЗДАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА В МНОГОПЛАСТОВЫХ НЕОДНОРОДНЫХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННЫХ ТЕРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ С ПОДСТИЛАЮЩИМ ВОДЯНЫМ ГОРИЗОНТОМ

(57) Реферат:

Использование: изобретение относится к газовой промышленности и предназначено для создания и эксплуатации подземных хранилищ газа. Обеспечивает снижение затрат на строительство хранилища. Сущность изобретения: способ включает бурение нагнетательно-эксплуатационных скважин, оборудование их эксплуатационными колоннами, закачку в продуктивный пласт газа и его отбор. Нагнетательно-эксплуатационные скважины бурят с горизонтальным окончанием ствола и располагают их кустами с вертикальной скважиной. Вначале вскрывают вертикальной скважиной продуктивный пласт и частично подстилающий водяной горизонт. Определяют локальные характеристики пласта. По полученным данным уточняют профиль и конструкцию нагнетательно-эксплуатационных скважин горизонтальным окончанием ствола. Затем бурят 3-8 нагнетательно-эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием ствола. Горизонтальные окончания ствола располагают по радиусам от центра куста и

обсаживают фильтрами, длина каждого горизонтального окончания ствола составляет 250 м и более. Точку входа каждого горизонтального окончания ствола в кровлю продуктивного пласта размещают на расстоянии не менее 100 м от ствола вертикальной скважины. Ее используют в качестве нагнетательной, 1 з.п.ф.лы, 2 ил., 3 табл.



Фиг. I

RU 9 8 7 1 3 6 5 6 6 C 1



(19) RU (11) 2 136 566 (13) C1
(51) Int. Cl. 6 B 65 G 5/00

RUSSIAN AGENCY
FOR PATENTS AND TRADEMARKS

(12) ABSTRACT OF INVENTION

(21), (22) Application: 98115248/03, 07.08.1998

(24) Effective date for property rights: 07.08.1998

(46) Date of publication: 10.09.1999

(98) Mail address:
350063, Krasnodar, ul.Mira 34,
Nauchno-tehnicheskij tsentr predpriyatija
"Kuban'gazprom"

(71) Applicant:
Predprijatie "Kuban'gazprom"

(72) Inventor: Makarenko P.P.,
Basarygin Ju.M., Buzinov S.N., Strel'tsov
V.M., Chernenko A.M., Budnikov V.F., Shipitsa
V.F., Avetisov A.G.

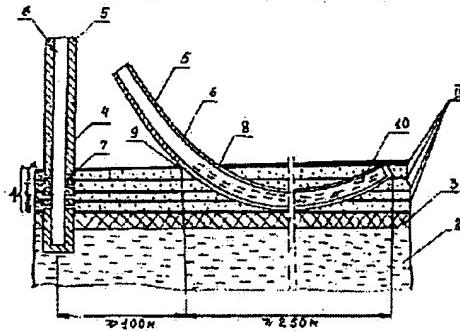
(73) Proprietor:
Predprijatie "Kuban'gazprom"

(54) METHOD OF BUILDING AND OPERATION OF UNDERGROUND GAS STORAGE IN SANDWICH-TYPE NONUNIFORM LOW PENETRATION SLIGHTLY CEMENTED TERRIGENOUS RESERVOIRS WITH UNDERLAYING WATER-BEARING STRATUM

(57) Abstract:

FIELD: gas industry. SUBSTANCE: method comes to drilling injection-development wells equipped with flow tubings, injection into pay-out bed of gas and extraction of gas. Injection-development wells are drilled with horizontal termination of bore hole and are arranged in clusters with vertical well. First pay-out bed and partially underlaying water bearing stratum are drilled in and local characteristics of bed are determined. Basing on obtained data, well profile and program of injection-development wells with horizontal termination of bore hole are defined more accurately. Then 3-8 injection-development wells with horizontal termination of bore hole are drilled. Horizontal termination of bore holes are arranged along radii from center of cluster and are lined with filters length of each horizontal termination of bore hole being 250 m and more. Point of entry of each

horizontal termination of bore hole into top of pay-out bed is arranged at a distance not less than 100 m from vertical well bore hole which is used as injection well. EFFECT: reduced building costs. 2 cl, 3 tbl, 2 dwg



*Fig. I

R
U
2
1
3
6
5
6
6
C
1

C 1
6
6
5
6
6
3
1
3
R U

Изобретение относится к газовой промышленности и предназначено для создания и эксплуатации подземных хранилищ газа.

Наиболее распространенными природными объектами, используемыми для создания подземных хранилищ газа, являются истощенные залежи (газовые и газоконденсатные), которые в большинстве своем, в процессе разработки подтягивают подошвенные или законтурные воды либо имеют близко расположенные водоносные горизонты, а так же изменяют напряженное состояние скелета коллектора, что приводит к уменьшению его прочностных свойств.

Указанные изменения состояния залежи при завершении разработки являются причиной ограничения перепада давления в системе скважина-пласт при закачке и отборе газа, что приводит к необходимости бурения большого числа скважин с целью обеспечения пиковых режимов в процессе эксплуатации подземных хранилищ газа.

Одним из основных показателей при создании подземных хранилищ газа является высокая проницаемость коллектора. Например, проницаемость пластов известных хранилищ газа составляет: Северо-Ставропольского - 1000 мД, Песчано-Уштетского - 1300 мД, Касимовского - 600 - 2800 мД.

Мировая практика не имеет опыта создания крупных хранилищ газа с активным объемом более 5,0 млрд.м³ в терригенных коллекторах с низкой проницаемостью (15-30 мД, но не более 80 мД) и небольшой эффективной мощностью в пределах 4-25 м, но не более 40 м. Для описанных залежей необходимое для эффективной эксплуатации число скважин резко увеличивается.

Известен способ создания подземного газохранилища в водноносном пласте неоднородного литологического строения, включающий закачку газа в пласт и отбор газа потребителю, при этом в водоносном пласте выделяют более проницаемые пропласти, а закачку газа осуществляют в выделенные пропласти последовательно, начиная с верхнего, причем закачку газа в каждый пропласток ведут до появления газа на границе ловушки [1].

Недостатками известного способа являются высокие затраты на создание подземного хранилища газа и низкая эффективность его эксплуатации из-за большого числа вертикальных скважин, низкой их приемистости и дебитов при соблюдении ограничений на допустимые перепады давлений в системе скважина-пласт, обусловленных разрушением коллектора при отборе и закачке газа.

Наиболее близким по технической сущности и достигаемому результату к заявляемому способу является способ создания и эксплуатации многопластовых подземных хранилищ газа, включающий выделение в геологическом разрезе нескольких пластов - объектов для хранения газа, бурение нагнетательно-эксплуатационных и контрольно-регулирующих скважин, оборудование нагнетательно-эксплуатационных скважин обсадной и эксплуатационными колоннами, закачку в выделенные пласты и отбор из них

хранимого газа, причем при оборудовании нагнетательно-эксплуатационных скважин в каждой скважине эксплуатационные колонны перфорируют в интервале всех выделенных пластов, закачку газа подлежащего хранению и его отбор производят одновременно по всем пластам через эксплуатационную колонну нагнетательно-эксплуатационных скважин, бурение контрольно-регулирующих скважин производят на каждый пласт, а при регулировании объемов закачки или отбора газа по каждому пласту осуществляют дополнительную закачку или отбор газа в контрольно-регулирующие скважины [2].

Недостатками известного способа являются высокие затраты на создание и эксплуатацию подземного хранилища газа из-за большого числа вертикальных скважин, низкой их приемистости и дебитов, обводнения скважин при форсированных режимах, особенно в пиковые периоды эксплуатации.

Задачей настоящего изобретения является снижение затрат на создание подземного хранилища газа, повышение эффективности его эксплуатации за счет сокращения числа скважин, предотвращения обводнения и разрушения скважин и обеспечения необходимого отбора газа из подземного хранилища газа в пиковые периоды эксплуатации.

Сущность настоящего изобретения заключается в том, что в известном способе создания и эксплуатации подземного хранилища газа в многопластовых неоднородных низкопроницаемых слабосцепментированных терригенных коллекторах с подстилающим водяным горизонтом, включающем бурение нагнетательно-эксплуатационных скважин, оборудование их эксплуатационными колоннами, закачку в продуктивный пласт газа и его отбор, согласно изобретению, нагнетательно-эксплуатационные скважины бурят с горизонтальным окончанием ствола и располагают их кустами с вертикальной скважиной, при этом вначале вскрывают вертикальной скважиной продуктивный пласт и частично подстилающий водяной горизонт, определяют локальные характеристики продуктивного пласта: глубину залегания продуктивного пласта и подстилающего водяного горизонта, мощность разделяющего их пропластика, проницаемость и пористость каждого продуктивного пропластика, по полученным данным уточняют профиль и конструкцию

нагнетательно-эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием ствола, затем бурят 3-8 нагнетательно-эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием ствола, причем горизонтальные окончания ствола располагают по радиусам от центра куста и обсаживают фильтрами, длина каждого горизонтального окончания ствола составляет 250 м и более, а точку входа каждого горизонтального окончания ствола в кровлю продуктивного пласта размещают на расстоянии не менее 100 м от ствола вертикальной скважины, при этом вертикальную скважину используют в качестве нагнетательной.

Кроме того, каждый из горизонтальных окончаний стволов пересекает все продуктивные пропластики.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60

На фиг. 1 представлен разрез пласта с размешенными вертикальной и одной из нагнетательно-эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием ствола.

На фиг. 2 представлена схема размещения скважин в кусте.

Способ осуществляют следующим образом.

На фиг. 1 изображено: 1 - продуктивный пласт; I^a, I, II, III - продуктивные пропластки, IV - прослой глины, 2 - водяной горизонт, 3 - глинистый пропласток между продуктивным пластом 1 и подстилающим водяным горизонтом 2, 4 - вертикальная скважина, 5 - эксплуатационная колонна, 6 - цементный раствор, 7 - перфорационные отверстия, 8 - нагнетательно-эксплуатационная скважина, 9 - точка входа горизонтального окончания ствола в кровлю продуктивного пласта 1, 10 - фильтры.

Продуктивный пласт 1 состоит из небольших по мощности чередующихся песчано-глинистых пропластков: I^a, I, II, III с подклиненными прослойями глин - IV. Проницаемость коллекторов составляет 30-40 мД. Общая мощность продуктивного пласта изменяется в пределах 10-40 м, средневзвешенная газонасыщенная мощность не более 20 м.

Ниже продуктивного пласта 1 расположен подстилающий водяной горизонт 2. Между продуктивным пластом 1 и подстилающим водяным горизонтом 2 расположен глинистый пропласток (покрышка) 3.

Вертикальной скважиной 4 вскрывают продуктивный пласт 1, глинистый пропласток 3 и частично водяной горизонт 2. Затем проводят геофизические исследования и определяют: месторасположения кровли и подошвы продуктивного пласта и его пропластков, их мощность и глубину залегания, фильтрационные параметры пласта, литологические характеристики, заглиневанность разреза, глубину залегания и мощность глинистого пропластка 3, отделяющего продуктивный пласт 1 от водяного горизонта 2.

В скважину 4 спускают эксплуатационную колонну 5 и цементируют ее, затем производят перфорацию колонны 5 в зоне продуктивного пласта 1.

По данным геофизических исследований уточняют профиль и конструкцию нагнетательно-эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием ствола 8. Затем бурят нагнетательно-эксплуатационные скважины 8 с длиной горизонтального окончания ствола 250 м и более и располагают их по радиусам от центра куста. Точки входа каждого горизонтального окончания ствола в кровлю продуктивного пласта 9 размещают на расстоянии не менее 100 м от ствола вертикальной скважины.

В нагнетательно-эксплуатационные скважины 8 спускают эксплуатационные колонны 5 в горизонтальные окончания стволов скважин 8 спускают перфорированные трубы (фильтры) 10, а эксплуатационную колонну 5 над продуктивным пластом цементируют.

Закачку газа в продуктивный пласт 1 ведут через вертикальную скважину 4 и нагнетательно-эксплуатационные скважины 8, а отбор ведут только через

нагнетательно-эксплуатационные скважины 8.

При предложенном кустовом размещении скважин изображенном на фиг.2, где А и А' соответственно, вертикальная скважина и область ее дренирования;

Б и Б', соответственно, нагнетательно-эксплуатационная скважина с горизонтальным окончанием ствола и область ее дренирования;

В - куст с семью скважинами; отрицательное влияние депрессионной воронки сведено к нулю.

Пример. Предлагаемый способ создания и эксплуатации подземного хранилища газа в многопластовых неоднородных

низкопроницаемых слабосцепленных теригенных коллекторах с подстилающим водяным горизонтом положен в основу создания и эксплуатации одного из подземных хранилищ газа в источенном газоиздатном месторождении альбского яруса нижнемеловых отложений, сложенного глинами, песчаниками и алевролитами.

Основные геолого-промышленные данные по месторождению приведены в таблице 1 (табл. 1-3 см. в конце описания).

При проектировании подземного хранилища газа предусмотрено с выходом на проектный показатель объема хранилища пробурить 241 эксплуатационно-нагнетательную вертикальную скважину.

Однако, использование кустовых скважин с горизонтальным окончанием ствола позволило запроектировать на тот же объем всего 140 скважин, из них 71 горизонтальные и 69 вертикальных скважин.

В таблице 2 приведены характеристики вертикальной и горизонтальной скважин, а также фактические замеры дебитов.

Как следует из приведенных в таблице 2 данных, при увеличении длины горизонтального участка ствола более 250 м дебит скважины увеличивается более чем в 6 раз по сравнению с вертикальной скважиной.

В таблице 3 приведены дебиты средней вертикальной и горизонтальной скважин.

В мае 1997 г на подземном хранилище газа 80 скважин, в том числе 31 скважина с горизонтальным окончанием ствола длиной 250 м и более, обеспечили пиковую закачку с суточным дебитом 9,8 млн.м³ газа по сравнению с 4,9 и 4,4 млн.м³ газа, соответственно, в апреле и сентябре.

В зимнем сезоне 1997-98 гг. характеризовавшимся крайне неблагоприятной климатической обстановкой и имевшими место существенными недоставками газа из Единой системы газоснабжения проявилась роль и значение подземного хранилища газа, созданного как вертикальными, так и скважинами с горизонтальным окончанием ствола. При этом даже в условиях неполного буферного объема газа, предусмотренного проектом, была обеспечена предусмотренная проектом производительность подземного хранилища газа, что в целом позволило обеспечить в этот период бесперебойное газоснабжение крупного региона России.

Заявляемый способ по сравнению со способом - прототипом позволяет снизить затраты на создание подземного хранилища газа, повысить эффективность его эксплуатации за счет сокращения числа

RU 213656 C1

скважин, предотвращения обводнения и разрушения скважин, обеспечения необходимого отбора газа в пиковые периоды эксплуатации, увеличить объем газохранилища и темпы отбора-закачки газа за счет вовлечения в работу пластов, считавшихся при вскрытии их вертикальными скважинами, непригодными из-за низких коллекторских свойств, кроме того, позволяет сократить размеры земельных участков под скважины, шлейфы, подъездные дороги, уменьшить вредное воздействие на окружающую среду.

Источники информации:

1. N 1041438 A, В 65 С 5/00, 1983.
2. Солдаткин Г.И. и др.. Подземное хранение газа в водоносных пластах, Тематический научно-технический обзор, Зарубежный опыт, ВНИИЭгазпром, 1968 г., стр. 33 - 37.

Формула изобретения:

1. Способ создания и эксплуатации подземного хранилища газа в многопластовых неоднородных низкопроницаемых слабосцементированных терригенных коллекторах с подстилающим водяным горизонтом, включающий бурение нагнетательно-эксплуатационных скважин, оборудование их эксплуатационными колоннами, закачку в продуктивный пласт газа и его отбор, отличающийся тем, что

нагнетательно-эксплуатационные скважины бурят с горизонтальным окончанием ствола и располагают их кустами с вертикальной скважиной, при этом вначале вскрывают вертикальной скважиной продуктивный пласт и частично подстилающий водяной горизонт, определяют локальные характеристики продуктивного пласта: глубину залегания продуктивного пласта и подстилающего водяного горизонта, мощность разделяющего их пропластика, проницаемость и пористость каждого продуктивного пропластика, по полученным данным уточняют профиль и конструкцию

нагнетательно-эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием ствола, затем бурят 3 - 8 нагнетательно-эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием ствола, причем горизонтальные скончания ствола располагают по радиусам от центра куста и обсаживают фильтрами, длина каждого горизонтального окончания ствола составляет 250 м и более, а точку входа каждого горизонтального окончания ствола в кровлю продуктивного пласта размещают на расстоянии не менее 100 м от ствола вертикальной скважины, при этом вертикальную скважину используют в качестве нагнетательной.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что каждый из горизонтальных окончаний стволов пересекает все продуктивные пропластики.

30

35

40

45

50

55

60

R U
2 1 3 6 5 6 6 C 1

Таблица I

Показатели	I ^a пласт	I пласт	II пласт	III пласт
Средняя глубина за- легания, м	I318	I330	I340	I355
Средняя проницае- мость, мД	34,6	19,0	60,0	77,2
Эффективная мощ- ность, м	2,4-17,0	4,0-19,2	100-26,2	10,6-37,2

РУ 2136566 С1

РУ 2136566 С1

Таблица 2

№ пп	Расстояние между скважинами в ряду, м	Длина горизонтального ствола, м	Расстояние между рядами скважин, м	Дебит, тыс. м ³ /сут.	Депрессия, мПа	Отношение увеличения дебита	Примечание
1.	200	-	200	149,2	1,58	I	Вертикальная скв.
2.	200	200	200	306,2	0,95	3,4I	Горизонт. скв.
3.	300	200	300	358,I	0,66	5,75	"
4.	300	300	500	365,I	0,62	6,24	"
5.	400	400	400	409,5	0,34	12,72	"

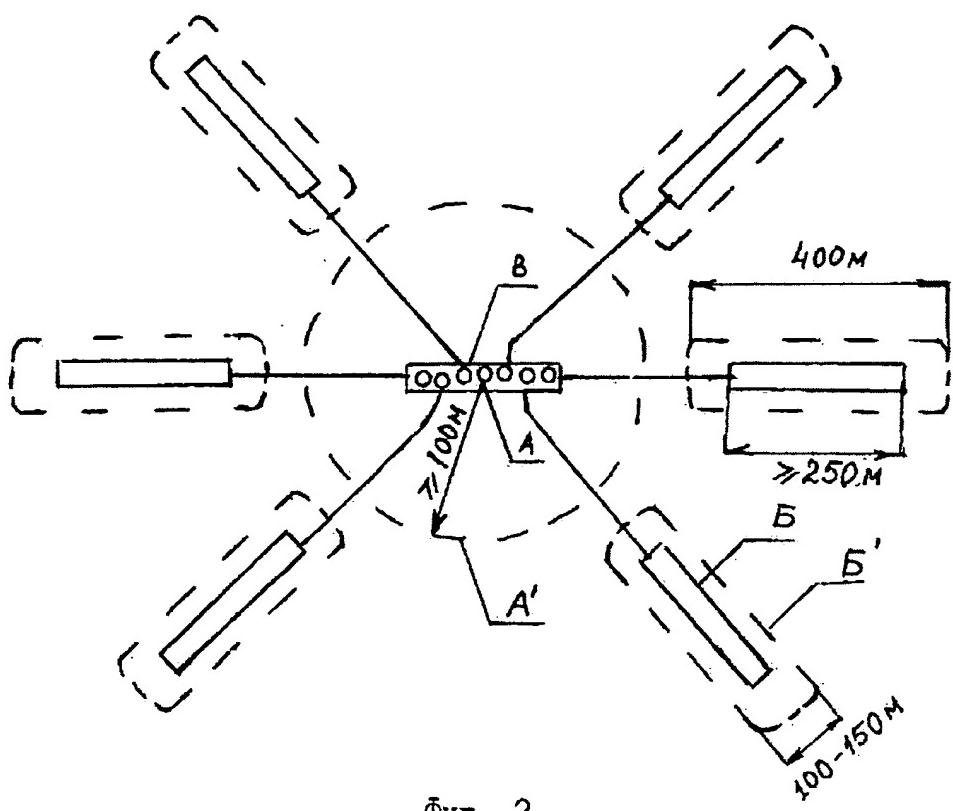
Таблица 3

Дата замера	Перепад давления, мПа	Дебит, тыс.м ³ /сут		Отношение дебитов горизонт. и вертикальной скважин
		вертикальная скв.	горизонтальная скв.	
03.02.97	I,15	41,82	126,33	3,02
19.02.97	I,30	24,0	61,5	2,56
19.02.97	I,14	46,0	94,25	2,05
6.02.98	I,65	36,88	123,80	3,36
II.02.98	I,78	26,38	109,67	4,16
04.03.98	I,05	57,21	III,82	1,95
среднее	I,51	38,715	104,56	2,70

R U 2 1 3 6 5 6 6 C 1

C 1 6 5 6 6 5 3 2 1 0 9 8

РУ 2 1 3 6 5 6 6 С 1



РУ 2 1 3 6 5 6 6 С 1